Northern Oil and Gas Annual Report 1998

The management of oil and gas resources North of 60^0 N. latitude in the Northwest Territories is a federal responsibility. This responsibility is carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands north of 60^0N. latitude is exercised under two federal statutes: the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) and the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA). The CPRA governs the allocation of Crown lands to the private sector, tenure to the allocated rights, and the setting and collection of royalties. It is administered by the Minister of Indian Affairs and Northern Development. The COGOA regulates the industrial activities with respect to resource conservation, environmental protection and safety of workers. It is administered by the National Energy Board.

Canada

Indian and Northern Affairs Canada | Affaires indiennes et du Nord Canada

102-00303/

Published under the authority of the
Honourable Jane Stewart, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 1999

© Minister of Public Works and Government Services, Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 1998

Minister's Message

Achievements in the oil and gas industry are not marked by talk, but by results. I am pleased to note several significant achievements made by government, Northern Aboriginal groups and the private sector which are contained in this year's report.

In the Northwest Territories (N.W.T.), jobs and business opportunities were created in areas seeing active exploration such as Tulita and Norman Wells. Fort Liard and members of the Acho Dene Koe Band are taking advantage of opportunities in quickening exploration efforts in the southern N.W.T. Two more wells were drilled to assess the potential of the Ikhil Gas Field, a project pursued by the Inuvialuit Petroleum Corporation and its partners which will supply the town of Inuvik with natural gas.

In the Yukon, responsibility for oil and gas regulation was transferred to the territorial government in November 1998, ushering in a new era of northern independence and a host of ways to nurture the regional economy.

Since the North holds a quarter of Canada's discovered conventional oil reserves and 24 per cent of gas reserves, plus an estimated 40 per cent of Canada's undiscovered light crude and conventional gas potential, there are certain to be more opportunities to build upon in years to come.

Consistent with *Gathering Strength*, the Government of Canada, Aboriginal communities, territorial governments and the private sector are working together to explore and develop new opportunities in the oil and gas sector, resulting in a stronger industry and a more vibrant Northern economy. Well done!

The Honourable Jane Stewart, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and Northern Development

Canada's Frontier Lands

Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

Contents

Overview of Northern Oil and Gas Activities 3
Discovered Resource Inventory 5
Northern Oil and Gas Resources 6
Oil and Gas Management
Rights Issuance 7
Northern Benefits 7
Environmental Considerations 7
Environmental Studies Research Fund 7
Canada-Yukon Oil & Gas Accord 7
Oil and Gas Revenues Received (Chart) 8
Expenditures & Royalties 8
Development and Production
Norman Wells 9
Pointed Mountain 9
Bent Horn 9
Kotaneelee 10
Chance Field-Yukon 10
Ikhil Gas Field 10

Statistical Overview
Oil and Gas Production (Chart) 11
Activity Status 11
Exploration Licences 12
Land Status 14
Regional Exploration Activity 15
Well Activity - Exploration and Delineation Drilling 16
Well Activity - Development Drilling 19
Well Activity - Abandonments and Work-overs 19
Sources of Information
Northern Oil and Gas Directorate 20
Other Sources of Information 21
Maps
Canada's Northern Frontier Lands 1

OVERVIEW OF NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

The supply of a burgeoning market for natural gas in the United States continues to stimulate exploration and development of gas throughout the North American upstream sector. For western Canadian producers, an increase in export capacity with the construction of new pipelines is expected to allow prices to rise towards the significantly higher values seen in the eastern North American markets.

This is significant for Northern Canada where several gas plays are being pursued into the southern Territories and new discoveries will serve to augment the supply of gas from western Canada. Major undeveloped resources are also present in the Mackenzie Delta, Beaufort Sea and in the Arctic Islands, and other discoveries await development, for instance, in the Colville Hills north of Great Bear Lake. Potential developers of these resources watch the narrowing gap between price and cost of development, the latter driven down by improving technology.

The pace of exploration continued to mount in the Fort Liard area of the southern Northwest Territories. Six seismic programs were conducted comprising 171.4 km of new 2-D seismic and a 3-D seismic program shot by Chevron across the Liard F-25A significant discovery (SDL99; Purcell Energy Inc.) and surrounding exploration licence EL366 (an additional 94.5 kilometres).

Total kilometres of seismic of 266 km showed a minor reduction over the previous year. This trend continues the shift in exploration emphasis to exploratory drilling as operators work to fulfill their drilling commitments prior to expiry of the first 4-year period of many exploration licences.

A total of five new wells were commenced on exploration licences in the Fort Liard area in 1998. Four of these wells were operated by Paramount Resources Ltd. and were commenced in the period January to March.

Arrowhead O-15 on EL383 was drilled to final depth, plugged and suspended. The remaining three wells Netla M-23 (on EL368), Arrowhead N-65 (on EL383) and Liard F-36 (on EL381) were suspended over the summer and re-entered in the fall. Operations were continuing at year end.

Canadian Forest Oil spudded the Flett Rapids I-61 well on EL 365, signalling the entry of a new player in the Fort Liard area. (Ocelot remains representative on this licence.) Two additional wells, Paramount et al Bovie C-76, and Ranger Oil's Fort Liard P-66A, both spudded in 1997, were re-entered in late 1997 and operations continued into 1998.

During the course of 1998, certain companies issued press releases on the results of their drilling programs in the Northwest Territories*.

In March, Ranger Oil Ltd. announced a large gas discovery at their Fort Liard P-66A well which the company estimated at over 200 billion cubic feet with significant upside potential. Testing operations through much of the year were aimed at confirming well productivity. The company has indicated that the well has the potential for commercial production and plans to move ahead quickly with a proposal for development. A pipeline link to the existing pipeline terminus at Pointed Mountain 25 km to the southwest is a likely component of such a development.

Paramount Resources Ltd. and partner Berkley Petroleum Corp. announced gas flow rates from their Arrowhead N-65 well. They also reported gas tested from a zone in the Bovie C-76 well. As positive results from exploration north of 60°N latitude in the Fort Liard area begin to emerge, they are confirming the viability of exploration plays extending north from British Columbia. The Maxhamish Lake area just south of 60°N latitude has seen active gas exploration and development and this is intensifying exploration efforts north of 60°N latitude, particularly on EL381.

The northward trend of exploration along EL369, anchored around Bovie Lake in the south and extending north through EL383 and EL367 and EL368 reflects the expectations for a group of plays associated with the edge of the main Middle Devonian carbonate complex, firmly established as a gas-prone trend further south in the Western Canadian Sedimentary Basin. Clearly this new wave of exploration and the discoveries which result from it, will act to lift the production capacity of the region to a point where new pipeline development becomes economic. Older discoveries, isolated from infrastructure, may become commercial as distances to infrastructure decrease.

The second focus of exploration activity in 1998 was in the central Mackenzie Valley. Exploration in this area is primarily for oil although deeper plays are likely gas prone.

The sustained downward trend of oil prices in the second half of 1998 reduced the income of oil producers and enthusiasm for oil exploration across the investment community. This factor is likely to have caused some companies to delay exploration expenditures in the central Mackenzie Valley.

Most operators continued with exploration programs already in train, with preparations underway at year end for another active operating season.

Two seismic programs were run by International Frontier Resources Ltd on EL391 and by Grey Wolf Exploration Inc across EL389 for a combined total of 129 km. Ranger Oil Ltd. drilled Nota Creek C-17 on EL390, spudded in December of 1997, to total depth, and commenced two new wells on EL372 and EL377 in February 1998. Bear Rock O-20 well (EL377) was junked and abandoned at shallow depth. Both the Nota Creek well and Little Bear M-39 on EL372 were plugged and suspended for possible re-entry but Ranger has indicated no plans to do so in operating season 98/99. Grey Wolf-Canaxas Deh Cho-1 B-25 was spudded in December 1998, initiating a two well drilling program for EL389 over the 98/99 winter operating season.

In the Mackenzie Delta, the Inuvialuit Petroleum Corporation and its partners are pursuing development of the Ikhil gas field to supply the town of Inuvik with natural gas. This year saw the drilling of two additional wells to further assess the potential of the field.

The Minister recommended that the Governor-in-Council consent to the development plan for this project. Consent was forthcoming in the spring of 1998, following the appropriate environmental reviews and the approval of the overall plan by the National Energy Board late in 1997.

Exploration activities, well abandonments and field development drilling resulted in expenditures of $53.4 million in 1998, an increase of approximately 15% over the

previous year. The creation of jobs and business opportunities for northern communities was focussed in the areas seeing active exploration: Tulita and Norman Wells were the focus of industry contracting and expenditures in the Central Mackenzie Valley. The Fort Liard community and Acho Dene Koe Band work hard to supply services to the fast expanding exploration effort in the southern Northwest Territories.

The annual call for nominations for the Beaufort Sea and Mackenzie Delta region closed in April 1998 with no nominations being received.

**NOTE:*
In evaluating the results of recent drilling, readers should note that the Canada Petroleum Resources Act requires that government guards privileged information submitted by companies in the course of operations. Information on New wells may not be released prior to two years following the end of operations without the permission of the company.

Overview of Northern Oil and Gas Activities, 1998	
Lands held under licence as of year-end (millions of hectares)	3.9
Licences active as of year-end	166 (includes exploration, significant discovery and production licences)
Licences issued during the year	2
Natural gas production (millions of cubic metres)	609.8
Oil production (millions of cubic metres)	1584.6
Exploration, development and abandonment expenditures ($millions)	53.4
Oil and gas revenues received in 1998 ($millions) (royalties, rentals, fees, deposit forfeitures)	7.0

Discovered Resource Inventory		
	Crude Oil (millions of m^3)	**Natural Gas (billions of m^3)**
Mainland Territories	39	35
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	240	360
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	416
Total	**345**	**811**

NORTHERN OIL AND GAS RESOURCES

The North holds about 25 percent of Canada's remaining discovered conventional oil and 24

percent of remaining discovered gas. The importance of the northern basins is even more evident when one considers undiscovered conventional oil and gas resources (see table). The North is estimated to contain roughly 40 percent of both Canada's undiscovered conventional light crude oil potential and its undiscovered conventional gas potential. Discovered resources in the mainland Northwest Territories and Yukon, the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, and the Arctic Islands, including the eastern Arctic offshore, Nunavut, amount to some 345 million cubic metres of oil and 811 billion cubic metres of natural gas.

One-third of northern Canada (north of 60°N latitude) is covered by sedimentary rock. The northern part of the Western Canada Sedimentary Basin, the most important petroleum producing basin in Canada, extends into the southern Northwest Territories and southeastern Yukon between the Rocky Mountains and the Canadian Shield. Further north the basin thins, linking a series of sub-basins forming a prospective corridor leading northwards down the Mackenzie valley.

Other major northern basins are the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, the Arctic Islands basins, Hudson Bay and Foxe Basin, and the continental shelf bordering the eastern margin of the continent in Baffin Bay, Davis Strait and the northern Labrador Sea.The North has seen relatively little production of its oil and natural gas compared to southern Canada. To date, most oil production has been from the Norman Wells field in the central Mackenzie Valley. Gas is currently being produced from two fields close to the territorial border with British Columbia; Kotaneelee field in Yukon, and Pointed Mountain Field in the Northwest Territories.

Northern Remaining Resources as Percentage of Total Canadian Remaining Resources*

	Recoverable Conventional Light Crude Oil		Recoverable Conventional Natural Gas	
	Discovered	Undiscovered	Discovered	Undiscovered
Mainland Territories	**2%**	**1%**	**1%**	**4%**
Mackenzie Delta / Beaufort Sea	**18%**	**21%**	**12%**	**15%**
Arctic Islands/Eastern Arctic Offshore	**5%**	**16%**	**13%**	**21%**
Northern Canada Total	**25%**	**38%**	**26%**	**40%**

* As of end 1996: source - National Energy Board.

OIL AND GAS MANAGEMENT

Rights Issuance

Rights issuance was limited in 1998 to the annual call for nominations in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea area which was launched in January. The call for nominations

previous year. The creation of jobs and business opportunities for northern communities was focussed in the areas seeing active exploration: Tulita and Norman Wells were the focus of industry contracting and expenditures in the Central Mackenzie Valley. The Fort Liard community and Acho Dene Koe Band work hard to supply services to the fast expanding exploration effort in the southern Northwest Territories.

The annual call for nominations for the Beaufort Sea and Mackenzie Delta region closed in April 1998 with no nominations being received.

**NOTE:*

In evaluating the results of recent drilling, readers should note that the Canada Petroleum Resources Act requires that government guards privileged information submitted by companies in the course of operations. Information on New wells may not be released prior to two years following the end of operations without the permission of the company.

Overview of Northern Oil and Gas Activities, 1998

Lands held under licence as of year-end (millions of hectares)	3.9
Licences active as of year-end	166 (includes exploration, significant discovery and production licences)
Licences issued during the year	2
Natural gas production (millions of cubic metres)	609.8
Oil production (millions of cubic metres)	1584.6
Exploration, development and abandonment expenditures ($millions)	53.4
Oil and gas revenues received in 1998 ($millions) (royalties, rentals, fees, deposit forfeitures)	7.0

Discovered Resource Inventory

	Crude Oil (millions of m^3)	Natural Gas (billions of m^3)
Mainland Territories	39	35
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	240	360
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	416
Total	**345**	**811**

NORTHERN OIL AND GAS RESOURCES

The North holds about 25 percent of Canada's remaining discovered conventional oil and 24

percent of remaining discovered gas. The importance of the northern basins is even more evident when one considers undiscovered conventional oil and gas resources (see table). The North is estimated to contain roughly 40 percent of both Canada's undiscovered conventional light crude oil potential and its undiscovered conventional gas potential. Discovered resources in the mainland Northwest Territories and Yukon, the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, and the Arctic Islands, including the eastern Arctic offshore, Nunavut, amount to some 345 million cubic metres of oil and 811 billion cubic metres of natural gas.

One-third of northern Canada (north of 60°N latitude) is covered by sedimentary rock. The northern part of the Western Canada Sedimentary Basin, the most important petroleum producing basin in Canada, extends into the southern Northwest Territories and southeastern Yukon between the Rocky Mountains and the Canadian Shield. Further north the basin thins, linking a series of sub-basins forming a prospective corridor leading northwards down the Mackenzie valley.

Other major northern basins are the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, the Arctic Islands basins, Hudson Bay and Foxe Basin, and the continental shelf bordering the eastern margin of the continent in Baffin Bay, Davis Strait and the northern Labrador Sea.The North has seen relatively little production of its oil and natural gas compared to southern Canada. To date, most oil production has been from the Norman Wells field in the central Mackenzie Valley. Gas is currently being produced from two fields close to the territorial border with British Columbia; Kotaneelee field in Yukon, and Pointed Mountain Field in the Northwest Territories.

Northern Remaining Resources as Percentage of Total Canadian Remaining Resources*

	Recoverable Conventional Light Crude Oil		Recoverable Conventional Natural Gas	
	Discovered	Undiscovered	Discovered	Undiscovered
Mainland Territories	**2%**	**1%**	**1%**	**4%**
Mackenzie Delta / Beaufort Sea	**18%**	**21%**	**12%**	**15%**
Arctic Islands/Eastern Arctic Offshore	**5%**	**16%**	**13%**	**21%**
Northern Canada Total	**25%**	**38%**	**26%**	**40%**

* As of end 1996: source - National Energy Board.

OIL AND GAS MANAGEMENT

Rights Issuance

Rights issuance was limited in 1998 to the annual call for nominations in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea area which was launched in January. The call for nominations

closed on April 10, 1998 with no new posting requests received.

Consultation on rights issuance however, was undertaken particularly with respect to benefit plans requirements following the May 1997 closing of the Central Mackenzie Valley Call for Bids. A review of the issue is ongoing.

The department also continued consultation with the Nunavut Tungavik Inc. regarding the issuance of exploration rights in Nunavut. There is positive progress and a Call for Nominations may be realized in 1999 following consultations with the Government of Nunavut.

Northern Benefits

When exploration and development are undertaken in northern Canada, the proponent must ensure full and fair access to employment, training and business opportunities for northerners, and give first consideration to qualified individuals resident in regional communities.

Economic benefits from renewed oil and gas exploration activity are being realized in the Northwest Territories, focussed on the communities of Inuvik, Fort Liard and the Sahtu communities of Tulita and Norman Wells.

Environmental Considerations

Prior to issuing Calls for Nominations consultations are held with Northern aboriginal groups to identify areas of environmental sensitivity, including those holding special interest for cultural or spiritual reasons to Northern aboriginal groups. Some of these areas are then either excluded from the lands available for nomination or are flagged as being subject to certain terms and conditions at the activity permitting stage. Environmental considerations also play an important role in regard to the issuance of land use permits, water licences and all work authorizations.

The Environmental Studies Research Fund (ESRF)

Under the *Canada Petroleum Resources Act*, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The program is funded through levies paid by interest holders. Levies have not been imposed since 1994 as no new projects were initiated. Since its inception in 1983, the ESRF has published 135 reports which are available from the National Energy Board.

Canada-Yukon Oil and Gas Accord

Following the1993 signing by the Federal and Yukon governments of the Canada-Yukon Oil and Gas Accord, full authority over the administration and control of onshore oil and gas resources and a small adjoining offshore area was transferred, through a federal Order-in -Council, to the Commissioner of the Yukon Territory on November 19, 1998. This transfer followed royal assent on May 12, 1998 of the *Canada-Yukon Oil and Gas Accord Implementation Act.*

The territorial *Yukon Oil and Gas Act* now provides for the administration and regulation of onshore oil and gas exploration and development in Yukon. This important

milestone in Yukon's political development is a significant step in creating jobs and diversifying the economy.

Expenditures & Royalties

Exploration activities, well abandonments and field development drilling resulted in expenditures of $ 53.4 million in 1998, an increase of $ 6 million over the previous year.

Royalties received from industry on northern oil and natural gas production amounted to about $7 million during 1998. From this amount, the Sahtu and Gwich'in First Nations received a share in fulfilment of royalty sharing provisions in their land claim settlement agreements.

Oil and Gas Revenues Received ($)

	1994	1995	1996	1997	1998
Royalty	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982	6 967 456
Rentals	7 818	7 818	7 525	7 818	7 818
Issuance/Registration Fees	17 897	4 621	14 907	22 464	2 052
Work Deposit Forfeitures	1 050 119	10 576 840	649 000	0	0
Total	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264	6 977 326

milestone in Yukon's political development is a significant step in creating jobs and diversifying the economy.

Expenditures & Royalties

Exploration activities, well abandonments and field development drilling resulted in expenditures of $ 53.4 million in 1998, an increase of $ 6 million over the previous year.

Royalties received from industry on northern oil and natural gas production amounted to about $7 million during 1998. From this amount, the Sahtu and Gwich'in First Nations received a share in fulfilment of royalty sharing provisions in their land claim settlement agreements.

Oil and Gas Revenues Received ($)

	1994	1995	1996	1997	1998
Royalty	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982	6 967 456
Rentals	7 818	7 818	7 525	7 818	7 818
Issuance/Registration Fees	17 897	4 621	14 907	22 464	2 052
Work Deposit Forfeitures	1 050 119	10 576 840	649 000	0	0
Total	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264	6 977 326

DEVELOPMENT AND PRODUCTION

Norman Wells

The Norman Wells oil field, operated by Imperial Oil, extends beneath the Mackenzie River at 65°20' N. latitude. The undeveloped resources of the Mackenzie Delta and offshore Beaufort Sea lie 500 km downstream to the North. Gas discoveries in the Colville Hills are some 200 km to the north-northeast.

The town of Norman Wells occupies the eastern bank of the river adjoining the production facilities. The neighbouring communities are Tulita, 85 km upstream and Fort Good Hope, 147 km downstream. The field is the current terminus of the Norman Wells pipeline. The 30 cm (12") diameter line, running from the Norman Wells field to Zama, Alberta, 866 km to the south is now operated by Enbridge Inc.

Norman Wells production in 1998 was 1.562 x 10^6 cubic metres, a slight decline over the previous year. The 132.8 x 10^6 cubic metres of gas produced with the oil was used for local power generation, re-injection into the field to maintain pressure and a minor amount was flared. The final three wells of a development program begun in 1997 were drilled in 1998. These three injection wells were drilled as part of a program to optimize recovery of known reserves.

Pointed Mountain

The Pointed Mountain gas field operated by Amoco, entered production in 1972. Peak production approaching 1.0 x 10^9 cubic metres per year in the mid-1970s was followed by decline to a production plateau at about one tenth of this flow in 1988. Rates of this order continued until 1994 when production again began to show significant decline. Total gas produced in 1998 was 25.2 x 10^6 cubic metres, 74% of the 1997 figure, continuing a pattern of declining production. Two wells in the field which had been suspended for several years due to reduced reservoir pressure were abandoned in 1998. Gas from the remaining producing well flows through a raw gas pipeline to Fort Nelson, B.C., where it enters the Westcoast system.

Bent Horn

The abandonment of the producing well and production facilities at the Bent Horn Oil field on Cameron Island in the Arctic Islands was completed in 1998. Final site clean-up is planned for 1999.

Kotaneelee

The Kotaneelee gas field is operated by Anderson Oil and Gas. The field lies 11 km north of the border with British Columbia and some 30 km southwest of the Pointed Mountain gas field. The producing field lies entirely within Yukon.

After producing a small amount of gas in 1979 and 1980, the field was shut-in until 1991. Production peaked in 1992. From 1993 to 1997, the field has been in gentle decline.

In 1998, however, total production of natural gas was 451.8 x 10^6 cubic metres. This represents a 12% boost over 1997 production due to a successful re-completion of the B-38 well. Gas is produced from two wells and enters the raw gas pipeline running south from the Pointed Mountain field.

Chance Field, Yukon

Northern Cross (Yukon) Ltd. re-entered and evaluated two previously drilled wells at the Chance oil and gas discovery on the Eagle Plain of northern Yukon.

Ikhil Gas Field

The 1983 Ikhil K-35 gas discovery lies some 50 km north of the town of Inuvik. A team of three companies comprising the Inuvialuit Petroleum Corporation, AltaGas Services Ltd. and Enbridge Inc. are undertaking a project to develop this field to supply Inuvik with natural gas.

The Governor in Council consented to Part I of the Development Plan for the field in 1998, following earlier approval of the Plan by the National Energy Board. The developer subsequently received authorization to construct a 6" pipeline and facilities for the production of gas from the Ikhil reservoir.

IPC drilled two wells to delineate the Ikhil reservoir in 1998. One well penetrated the reservoir and was suspended as a potential producer. The second has been plugged and abandoned. At the end of 1998, preparations were underway to commence laying pipe early in the new year. Gas is expected to flow to commercial and residential customers in the second half of 1999.

STATISTICAL OVERVIEW

The following statistics summarize oil and gas activities under the management of the Northern Oil and Gas Directorate. A breakdown is also provided by region. The exploration, development, production and resource inventory statistics below and reported previously are provided courtesy of the National Energy Board. Discovered resource totals are estimates of original recoverable volumes and do not reflect production; totals have been rounded; crude oil includes condensates. Licences include exploration, significant discovery and production licences as well as leases.

Oil and Gas Production					
	1994	1995	1996	1997	1998
Oil Production (thousands of m^3)					
Norman Wells	1730.0	1697.6	1631.8	1584.6	1561.7
Bent Horn	52.9	35.3	39.6	0	0
Total	1782.9	1732.9	1671.4	1584.6	1561.7
Gas Production (millions of m^3)					
Pointed Mountain	63.6	65.9	47.2	33.9	25.2
Norman Wells	123.9	129.8	132.4	135.5	132.8
Kotaneelee	471.1	442.9	427.5	404.5	451.8
Total	658.6	638.6	607.1	573.9	609.8

Activity Status					
	1994	1995	1996	1997	1998
Licences issued	0	10	11	9	2 [1*]
Wells spudded	4	3	7	13	14
Metres drilled	6 471	4850	12 677	17 163	18 081
Wells terminated	4	3	6	12	13
Geophysical programs run	0	3698	15	8	11
Reflection seismic (km)	0		922	449	395
Rig–months	5	3	5	20	23
Industry Expenditures ($million)	12.4	16.6	50	46.9	53.4 [2*]

1 * Two significant discovery licences issued

2 * Does not include expenditures at Mallik 2L-38 scientific research well

STATISTICAL OVERVIEW

The following statistics summarize oil and gas activities under the management of the Northern Oil and Gas Directorate. A breakdown is also provided by region. The exploration, development, production and resource inventory statistics below and reported previously are provided courtesy of the National Energy Board. Discovered resource totals are estimates of original recoverable volumes and do not reflect production; totals have been rounded; crude oil includes condensates. Licences include exploration, significant discovery and production licences as well as leases.

Oil and Gas Production

	1994	1995	1996	1997	1998
Oil Production (thousands of m^3)					
Norman Wells	1730.0	1697.6	1631.8	1584.6	1561.7
Bent Horn	52.9	35.3	39.6	0	0
Total	1782.9	1732.9	1671.4	1584.6	1561.7
Gas Production (millions of m^3)					
Pointed Mountain	63.6	65.9	47.2	33.9	25.2
Norman Wells	123.9	129.8	132.4	135.5	132.8
Kotaneelee	471.1	442.9	427.5	404.5	451.8
Total	658.6	638.6	607.1	573.9	609.8

Activity Status

	1994	1995	1996	1997	1998
Licences issued	0	10	11	9	2 [1*]
Wells spudded	4	3	7	13	14
Metres drilled	6 471	4850	12 677	17 163	18 081
Wells terminated	4	3	6	12	13
Geophysical programs run	0	3698	15	8	11
Reflection seismic (km)	0		922	449	395
Rig–months	5	3	5	20	23
Industry Expenditures ($million)	12.4	16.6	50	46.9	53.4 [2*]

1 * Two significant discovery licences issued

2 * Does not include expenditures at Mallik 2L-38 scientific research well

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Exploration Licences

No.	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y.m.d.) Issue	Well to be drilled by		Expiry	WORK BID
Eastern Arctic Offshore							
EL 297 [1*]	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2008.07.14		2008.07.14	
Beaufort Sea/Mackenzie Delta							
EL 317 [2*]	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL 329 [2*]	349 982	Amoco Canada Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL 384 [3*]	85 761	Husky Oil Operations	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
EL 385 [3*]	128 327	Husky Oil Operations	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
Mainland - Southern NWT							
EL 362	20 918	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 838 075
EL 363	9 864	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	$3 529 000
EL 364	13 357	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 278 934
EL 365 [4*]	20 635	Ocelot Energy Inc.	1995.01.23	1999.01.22	[4*]	2002.01.22	$1 500 000
EL 366	11 839	Chevron Canada Resources Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 201 200
EL 367	24 382	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	$1 768 600
EL 368 [4*]	23 085	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	[4*]	2002.01.22	$2 800 000
EL 369	25 737	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	$8 765 580
EL 378	23 145	Husky Oil Operations	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	$3 154 000
EL 379	24 420	Norcen Energy Resources	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	$6 388 731
EL 380	25 606	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	$2 200 000
EL 381	21 236	Unocal Canada Exploration Limited	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	$6 250 000
EL 382	25 335	Ocelot Energy Inc.	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	$1 100 000
EL 383	25 515	Shell Canada Limited	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	$1 224 400

(See notes following page)

Exploration Licences

No.	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y.m.d.) Issue	Well to be drilled by		Expiry	WORK BID
Mainland - Central Mackenzie Valley							
EL 371	75 196	Foxboro Ltd.	1995.06.08	2000.06.07		2004.06.07	$1 150 000
EL 372	88 693	Ranger Oil Limited	1995.05.18	1999.05.17		2003.05.17	$3 215 000
EL 373	99 560	Grand River Resources	1996.03.27	2001.03.26		2005.03.26	$1 226 000
EL 374	138 170	Grand River Resources	1996.03.27	2001.03.26		2005.03.26	$1 042 000
EL 375	3 508	Murphy Oil Company	1996.03.27	2000.03.26	✓	2004.03.26	$2 806 000
EL 376	86 156	Canadian 88 Resources	1996.03.27	2000.03.26		2004.03.26	$1 200 000
EL 377 [5*]	47 693	Ranger Oil Limited	1996.03.27	2000.03.26	[5*]	2004.03.26	$3 069 000
EL 386	114 737	Grand River Resources	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$1 072 000
EL 387	128 575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$9 482 688
EL 388	30 696	Murphy Oil Company	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$2 831 080
EL 389 [4*]	46 738	Canadian Abraxas Petroleum Limited	1997.05.05	2001.05.04	[4*]	2005.05.04	$3 101 015
EL 390	50 938	Ranger Oil Limited	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	$6 200 000
EL 391	71 816	International Frontier Resources Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$4 000 000
EL 392	133 518	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	$8 466 460

1* Amended per s.s 26 (4) of the CPRA, originally issued pursuant to the Canada Oil and Gas Land Regulations.

2* Under work prohibition orders.

3* Land Exchange for Cape Bathurst Former Permits

4* Well being drilled at year end

5* Well drilled did not reach sufficient depth to evaluate prospective horizon as described in the geological prognosis in the application for Authority to Drill a Well

✓ Well requirement met as of year end. The drilling of one (1) exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2.

Land Status					
	1994	1995	1996	1997	1998
Number of Licences Issued					
Mainland Territories	0	10	11	7	0
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0	0	0	2	2
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	0	10	11	9	2
Number of Licences Active					
Mainland Territories	53	63	74	81	73
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	72	69	68	70	70
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	23	23	23	23	23
Total	148	155	165	174	166
Lands Issued in Licences (in millions of hectares)					
Mainland Territories	0	0.3	0.5	0.6	0
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0	0	0	0.2	0 [1*]
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	0	0.3	0.5	0.8	0
Lands Relinquished or Surrendered (in millions of hectares)					
Mainland Territories	0	0	0	0	0.1 [2*]
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0 [*1]	0.1	0.1	0	0
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total [*1]	0	0.1	0.1	0	0.1 [2*]
Lands Held Under Licence (in millions of ha)					
Mainland Territories	0.2	0.5	1	1.6	1.6
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	1.1	1	0.9	1.1	1.1
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Total	2.6	2.8	3.2	4 .0	4.0

[1*] Less than 0.1 million hectares

[2*] Adjustment to Mainland Territories by deletion of eight licences totalling 25 529 hectares in Yukon

Regional Activity

	1994	1995	1996	1997	1998
Mainland Territories					
Wells spudded					
Exploratory/delineation	0	0	1	6	8
Development	4	3	6	7	3
Wells terminated *1					
Exploratory/delineation	0	0	0	5	3
Development	4	3	6	7	3
Metres drilled					
Exploratory/delineation	0	0	1 309	11 281	13 389
Development	0	4 850	11 368	5 882	2 307
Rigs active	0	1	2	6	15 *3
Geophysical programs run	0	8	15	7	11
Reflection seismic (km)	0	698	921.5	449	395
Total money spent (millions of $)	12.8	16.47	33.25	43.55	49.7
Mackenzie Delta & Beaufort Sea					
Wells spudded	0	0	0	0	3 *2
Wells Terminated	0	0	0	0	3
Metres drilled	0	0	0	0	2 385
Rigs Active	0	0	0	1	3 *3
Geophysical programs run	0	0	0	1	0
Reflection seismic (km)	0	0	0	199	0
Total money spent (millions of $)	4	0.04	3.5	3.05	3.7
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore					
Wells spudded	0	0	0	0	0
Wells terminated	0	0	0	0	0
Metres drilled	0	0	0	0	0
Rigs Active	0	0	0	0	0
Geophysical programs run	0	0	0	0	0
Reflection seismic (km)	0	0	0	0	0
Total money spent (millions of $)	0	0.1	13.0	0	0

*1 **In the Mainland Territories, where exploratory operations are generally restricted to the winter months, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth, even though it may be re-entered in the following year for testing.**

*2 **Includes Mallik 2L-38 scientific research well**

*3 **Re-entries and use of different rigs to conduct testing programs are increasing the number of active rigs.**

WELL ACTIVITY

Exploratory and Delineation Drilling

New Wells

CDN Forest Oil Flett Rapids I-61 **at: 60°40'40.94"N 123°26'33.96"W** **re: Exploration Licence 365** **Mainland NWT : Fort Liard Area,**	**Spud: 1998.11.13 (Nabors #24E)** **(3200m Proposed total depth)** **Drilling** **Metres drilled assigned to1998: 2110 m**
Paramount et al Liard F-36 **at: 60°05'27.54"N 123°22'00.56"W** **re: Exploration Licence 381** **Mainland NWT : Fort Liard Area**	**Spud: 1998.03.03 (Akita #15)** **Rig released: 1998.03.28** **Re-entered: 1998.12.23 (Cenalta #32)** **(2330m Proposed total depth)** **Drilling** **Metres drilled assigned to1998: 1565 m**
Paramount et al Netla M-23 **at: 60°19'55.40"N 123°05'12.13"W** **re: Exploration Licence 368** **Mainland NWT : Fort Liard Area**	**Spud: 1998.03.06 (Precision #622)** **Rig released: 1998.03.19** **Re-entered: 1998.12.17 (Precision #379)** **(2330m Proposed total depth)** **Drilling** **Metres drilled assigned to1998: 1889 m**
Paramount et al Arrowhead O-15 **at: 60°24'53.694"N 123°02'31.174"W** **re: Exploration Licence 383** **Mainland NWT : Fort Liard Area**	**Spud: 1998.02.14 (Precision #622)** **Rig released: 1998.03.24** **(3000m Proposed total depth)** **Plugged and suspended** **Metres drilled assigned to1998: 1455 m**
Paramount et al Arrowhead N-65 **at: 60°34'45.897"N 122°57'18.623"W** **re: Exploration Licence 383** **Mainland NWT : Fort Liard Area**	**Spud: 1998.01.15 (Nabors #16)** **Rig released:1998.03.22** **2925m Total depth** **(2865m Proposed total depth)** **Plugged and suspended:** **Re-entered: 1998.12.12 (Cenalta #42)** **Metres drilled assigned to1998: 2925 m**

Grey Wolf-Canaxas Deh Cho-1 B-25 **at: 65°14'01.23"N 126°34'32.26** **re: Exploration Licence 389** **Mainland NWT : Central Mackenzie Valley**	**Paramount et al Liard F-36** **at: 60°05'27.54"N 123°22'00.56"W** **re: Exploration Licence 381** **Mainland NWT : Fort Liard Area**
Ranger Bear Rock O-20 **at: 64°59'47"N 125&176;47'25"W** **re: Exploration Licence 377** **Mainland NWT : Central Mackenzie Valley**	**Paramount et al Netla M-23** **at: 60°19'55.40"N 123°05'12.13"W** **re: Exploration Licence 368** **Mainland NWT : Fort Liard Area**
Ranger et al Little Bear M-39 **at: 64°48'58"N 126°22'22"W** **re: Exploration Licence 372** **Mainland NWT : Central Mackenzie Valley**	**Paramount et al Arrowhead O-15** **at: 60°24'53.694"N 123°02'31.174"W** **re: Exploration Licence 383** **Mainland NWT : Fort Liard Area**

Wells Re-entered or Continued in 1998

Paramount et al Bovie C-76 **at: 60°15'14.83"N 122°59'22.34"W** **re: Exploration Licence 369** **Mainland NWT : Fort Liard Area**	**Spud: 1997.01.16 (Kenting Rig #22E)** **Rig released: 1997.03.30** **Re-entered: 1997.12.18 (Alberta Gold #30)** **Rig released: 1998.03.07** **3221m Total depth** **(3220m Proposed total depth)** **Plugged and suspended:** **Metres drilled assigned to1998: 0 m**
Ranger Fort Liard P-66A **at: 60°35'55.66"N 123°41'25.31"W** **re: Exploration Licence 363** **Mainland NWT : Fort Liard Area**	**Spud: 1997.07.14 Precision #426E** **Rig released: 1998.03.27** **3500m Total depth** **(3489m Proposed total depth)** **Plugged and suspended:** **Re-entered: 1998.07.05 (TESTING)** **Metres drilled assigned to 1998: 0 m**

Ranger Nota Creek C-17 **at: 65°06'01"N 126°02'56"W** **re: Exploration Licence 390** **Mainland NWT : Central Mackenzie Valley**	**Spud: 1997.12.24 (Shetah Rig #1)** **Rig released: 1998.03.16** **1953m Total depth** **(1940m Proposed total depth)** **Plugged and suspended:** **Metres drilled assigned to 1998: 1953 m**
IPC Ikhil J-35 **at: 68°44'35.58"N 134°08'34.93"W** **re: Significant Discovery Licence 29** **Mackenzie Delta**	**Spud: 1998.02.27 (Roll'n #14)** **Rig released: 1998.03.20** **Plugged and suspended** **Metres drilled assigned to 1998: 1160 m**
IPC Ikhil K-35 (RE) **at: 68°44'43.68"N 134°09'16.07"W** **re: Significant Discovery Licence 29** **Mackenzie Delta**	**Spud:** **Re-entered: 1998.01.31** **(Roll'n #14.Frontier #8)** **Suspended** **Re-entered: 1999.02.06 (Frontier #8)** **Completion**
IPC Ikhil N-26 **at: 68°45'55.22"N 134°06'37.21"W** **re: Significant Discovery Licence 29** **Mackenzie Delta**	**Spud: 1998.03.27 (Roll'n #14/Frontier #8)** **Rig released: 1998.04.05** **(1200m Proposed total depth)** **Plugged and abandoned** **Metres drilled assigned to 1998: 1225 m**
Japex JNOC GSC Mallik 2L-38 **Scientific research well to test gas hydrates** **at: 69°27'38.57"N 134°34'24.60"W** **Mackenzie Delta**	**Spud: 1998.02.16 (Shetah #7-E)** **Rig released:1998.03.28** **1550m (1140m Proposed total depth)** **Plugged and abandoned** **Metres drilled assigned to 1998: 1150 m**
Socony Mobil WM Chance YT G-08 **at: 66°07'18.10"N 137°30'50.80"W** **Yukon**	**Spud: 1967.12.14** **Re-entered: 1998.03.18** **(Cenalta#122)** **Plugged and suspended:: 1998.03.24**
Canoe River Chance YT J-19 **at: 66°08'31.20"N 137°32'28.02"W** **Yukon**	**Spud: 1967.12.14** **Re-entered: 1998.03.11** **(Cenalta#122)** **Plugged and suspended: 1998.03.17**

Development Drilling

Imp. Norman Wells P-39X **Mainland NWT :Norman Wells Area**	**Injection Well** **Spud: 1998.06.24 (Shehtah #1)** **Rig released: 1998.06.30** **Metres drilled assigned to 1998: 713 m**
Imp. Norman Wells N-38X **Mainland NWT :Norman Wells Area**	**Injection Well** **Spud: 1998.07.12 (Shehtah #1)** **Rig released: 1998.07.20** **Metres drilled assigned to 1998: 804 m**
Imp. Norman Wells O-33X **Mainland NWT :Norman Wells Area**	**Injection Well** **Spud: 1998.07.04 (Shehtah #1)** **Rig released: 1998.07.10** **Metres drilled assigned to 1998: 790 m**

Abandonments and Work-overs

Pan Am Pointed Mountain K-45A **Pointed Mountain Gas Field**	**Re-entered: 1998.06.18 (Trimat#7)** **Plugged and abandoned: 1998.07.11**
Amoco A-4 Pointed Mountain A-55 **Pointed Mountain Gas Field**	**Re-entered: 1998.07.12 (Trimat#7)** **Plugged and abandoned: 1998.07.17**
Columbia et al KotaneeleeYT B-38 **Yukon: Kotaneelee Gas Field**	**Re-entered: 1998.06.05 (Trimat#7)** **Work-over:** **Returned to production 1998.08.03**

SOURCES OF INFORMATION

Northern Oil and Gas Directorate

Many sources of information on oil and gas, environmental and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development
OTTAWA, Ontario, Canada K1A 0H4

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids and other related information is available from: Chief, Rights Issuance and Policy-
Telephone (819) 994-1606.

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices and maps is available from: Rights Administrator /Registrar-
Telephone (819) 953-8490.

Information on northern exploration history and geological/geophysical activities is available from: Staff Geologist -Telephone (819) 953-8722.

Other relevant departmental information and publications such as *Land Use Regulations, Environmental Operating Guideline Handbooks* and land claim settlement agreements are available from the department's Enquiries Kiosk, by calling (819) 997-0380 or by Fax (819) 953-3017.

Northern Oil and Gas Directorate

Department of Indian Affairs and Northern Development

Street Address: 6th Floor, 10 Wellington Street, Hull, Quebec
Telephone:(819) 997-0877
Fax: (819) 953-5828
Internet: http://www.inac.gc.ca/oil/index.html

Other Sources of Information

National Energy Board

444 Seventh Avenue S.W.,
Calgary AB T2P 3H2
Telephone: (403) 292-4800
Fax: (403) 292-5503

Through the offices of the NEB, information on the following is available:

- the Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation and export;
- the Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records; and
- the Environmental Directorate has information relating to the Environmental Studies Research Funds.

The Geological Survey of Canada's Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled North of 60° at its offices at 3303-33rd Street NW, Calgary AB T2L 2A7.
Telephone: (403) 292-7000 Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:
Core Storage and Laboratory,
Atlantic Geoscience Centre, Bedford Institute of Oceanography,
Dartmouth NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6127 Fax: (902) 426-6186

Information concerning Program on Energy Research and Development (PERD) is available from:
Office of Energy Research and Development,
Natural Resources Canada,
580 Booth Street, Ottawa ON K1A 0E4
Telephone: (613) 995-8860 Fax: (613) 995-6146

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 1998

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60° de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest est une responsabilité fédérale. Cette responsabilité est assumée par la Direction du pétrole et du gaz du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources en pétrole et en gaz des terres de la Couronne au nord du 60e parallèle est régie par deux lois fédérales : la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). La LFH régit l'affectation des ressources aux entreprises du secteur privé, la tenure des droits attribués ainsi que l'établissement et la collecte des redevances. Elle est administrée par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. La LOPC réglemente les activités industrielles en fonction de la conservation des ressources, de la protection de l'environnement et de la sécurité des travailleurs. Elle est administrée par l'Office national de l'énergie.

Canada

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Jane Stewart, c.p., députée,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 1999

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas – Annual Report 1998

Message de la ministre

Dans l'industrie du pétrole et du gaz, les réalisations ne se mesurent pas en paroles, mais en résultats. Je suis heureuse de noter, dans le rapport de cette année, plusieurs réalisations d'envergure qui sont le fait du gouvernement, des groupes autochtones du Nord et du secteur privé.

Des emplois et des occasions d'affaires ont été créés au sein de collectivités situées dans les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O), près des régions où l'on conduit des activités d'exploration, comme Tulita et Norman Wells. La collectivité de Fort Liard et les membres de la bande Acho Dene Koe tirent profit d'occasions pour accélérer leurs efforts d'exploration dans le sud des T. N.-O. Deux puits supplémentaires ont été creusés afin d'évaluer le potentiel du champ de gaz Ikhil. Ce projet, piloté par la Inuvialuit Petroleum Corporation et par ses partenaires, permettra d'alimenter la collectivité d'Inuvik en gaz naturel.

Au Yukon, les responsabilités touchant le pétrole et le gaz ont été transférées au gouvernement territorial en novembre 1998. Ce transfert marque le début d'une nouvelle ère d'indépendance dans le Nord et entraîne de nombreuses possibilités pour alimenter l'économie régionale.

C'est dans le Nord canadien qu'on retrouve le quart des réserves d'huile connues au pays, de même que 24 p. 100 des réserves de pétrole. De plus, on estime qu'on pourrait y trouver 40 p. 100 des réserves de gaz classique et de pétrole brut léger. Manifestement, les années à venir recèlent d'occasions prometteuses.

Dans l'esprit de *Rassembler nos forces*, le gouvernement du Canada, les collectivités autochtones, les gouvernements territoriaux et le secteur privé travaillent en partenariat pour explorer et créer de nouvelles occasions dans le domaine du pétrole et du gaz. De cette collaboration découlent une industrie plus forte et une économie nordique plus vigoureuse. Chapeau!

L'honorable Jane Stewart, C.P., députée
Ministre des Affaires indiennes et du Nord Canada

Terres domaniales du Nord canadien

Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

Table des matières

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord 3
Bilan des ressources découvertes 5
Ressources pétrolières et gazières du Nord 6
Gestion du pétrole et du gaz
Attribution des droits 7
Retombées économiques 7
Mesures environnementales 7
Fonds pour l'étude de l'environnement 7
Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz 7
Dépenses de prospection et redevances 8
Recettes pétrolières et gazières perçues 8
Exploitation et production
Norman Wells 9
Pointed Mountain 9
Bent Horn 9
Kotaneelee 10
Champ de Chance - Yukon 10
Champ de gaz Ikhil 10

Résumé statistique
Tableau de production de pétrole et de gaz 11
Bilan des activités 11
Permis de prospection 12
Portefeuilles fonciers 14
Bilan des activités régionales 15
Bilan des activités de forage de prospection 16
Bilan des activités de forage rentrés ou poursuivis 17
Bilan des activités de forage de développement 19
Bilan des activités d'abandon et re-conditionnement des puits 19
Sources d'information
Direction du pétrole et du gaz du Nord 20
Sources additionnelles 21
Cartes
Terres domaniales du Nord canadien 1

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

L'approvisionnement en gaz naturel du marché florissant des États-Unis continue de stimuler l'exploration et la mise en valeur du gaz naturel dans tout le secteur en amont de l'Amérique du Nord. Grâce à l'augmentation de la capacité des exportations associée à la construction de nouveaux gazoducs, les producteurs de l'Ouest canadien devraient voir les prix augmenter pour atteindre des valeurs considérablement plus élevées, semblables à celles des marchés de l'est de l'Amérique du Nord. Cette nouvelle donne est importante pour le Nord canadien où plusieurs gisements de gaz naturel s'étendent jusque dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et que de nouvelles découvertes viendront accroître l'approvisionnement en gaz de l'Ouest canadien.

D'abondantes ressources non encore mises en valeur sont également présentes dans le delta du Mackenzie, la mer de Beaufort et l'archipel Arctique, et d'autres découvertes sont dans l'attente d'être mises en valeur, dont celles des collines Colville, au nord du Grand lac de l'Ours. Les exploitants éventuels de ces ressources surveillent l'écart qui s'amenuise entre le prix et les coûts de la mise en valeur, ces derniers étant en baisse en raison d'une technologie sans cesse améliorée.

Le rythme auquel se fait l'exploration va toujours en s'accélérant dans la région de Fort Liard, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Six programmes de levés sismiques ont été réalisés, notamment un nouveau programme de sismique bidimensionnelle et de sismique tridimensionnelle, totalisant 171,4 km, lancé par Chevron dans l'ensemble de l'importante découverte Liard F-25A (ADI99; Purcell Energy Inc) et sur le permis d'exploration PP366 limitrophe (ce qui représente 94,5 km supplémentaires). Le kilométrage total du levé sismique, soit 266 km, est en légère régression par rapport à l'année précédente. Cette tendance perpétue le déplacement des priorités vers les forages exploratoires au moment où les exploitants s'évertuent à terminer les opérations de forage qu'ils se sont engagés de faire avant que ne prenne fin la période de quatre ans aboutissant à l'expiration de nombreux permis d'exploration.

En 1998, cinq nouveaux puits ont été mis en route sur des permis délivrés dans la région de Fort Liard. Quatre de ces puits, commencés au cours de la période s'échelonnant de janvier à mars, ont été forés par Paramount Resources Ltd. Le puits Arrowhead O-15 positionné sur le permis d'exploration PP383 a été foré jusqu'à sa profondeur finale, condamné et provisoirement fermé. Les trois autres puits, à savoir Netla M-23 (PP368), Arrowhead N-65 (PP383) et Liard F-36 (PP381), ont été provisoirement fermés pendant tout l'été et rentrés en automne. Les travaux de forage étaient toujours en cours à la fin de l'année. Canadian Forest Oil a démarré le forage du puits Flett Rapids I-61 sur le permis d'exploration PE 365, annonçant la venue d'un nouvel exploitant dans la région de Fort Liard. (Ocelot demeure le représentant de ce permis.) Deux puits supplémentaires, à savoir le puits Bovie C-76 foré par Paramount et al. et le puits Fort Liard P-66A foré par Ranger Oil, tous deux démarrés en 1997, ont été rentrés à la fin de 1997 et les travaux se sont poursuivis en 1998.

Au cours de 1998, par des communiqués de presse, certaines entreprises ont rendu public les résultats de leurs programmes de forage réalisés dans les Territoires du Nord-Ouest*. En mars, Ranger Oil Ltd a fait savoir qu'une importante découverte de gaz naturel avait été faite au puits Fort Liard P-66A qui se chiffrerait à 200 milliards de pieds cubes, et que ce puits renfermait un important potentiel à la hausse. Des mises à l'essai ont été effectuées au cours d'une bonne partie de l'année afin de confirmer la productivité du puits. Ranger a fait savoir que celui-ci contenait un potentiel propre à la production commerciale; elle a ajouté qu'elle prévoyait passer rapidement à l'étape suivante en recommandant sa mise en valeur. Un raccordement au pipeline terminal à Pointed Mountain, à 25 km au sud-est constitue sans doute une composante de cette mise en valeur.

Paramount Resources Ltd et son associé, Berkley Petroleum Corp, ont rendu public les débits du gaz naturel de leur puits Arrowhead N-65. Ils ont également signalé la mise à l'essai du gaz sur une zone située dans le puits Bovie C-76.

Les résultats positifs que commencent à dévoiler les travaux d'exploration au nord de 60° de latitude, dans la région de Fort Liard, viennent confirmer la

rentabilité des gisements soumis à des travaux d'exploration au nord de la Colombie-Britannique. La région du lac Maxhamish, juste au sud de 60° de latitude, a été l'objet d'une exploration et d'une mise en valeur actives du gaz, ce qui porte les exploitants à intensifier les travaux d'exploration au nord de 60° de latitude, en particulier sur le permis d'exploration PP381. Cette tendance d'orienter les travaux d'exploration vers le nord le long du permis d'exploration PP369, autour du lac Bovie au sud, puis vers le nord sur les permis d'exploration PP383, 367 et 368, indique que l'on s'attend à trouver un groupe de gisements associés à la bordure du principal complexe carbonaté du Dévonien moyen, lequel est fermement reconnu comme étant une région prometteuse pour le gaz naturel plus au sud dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. De toute évidence, cette nouvelle vague d'exploration et de découvertes dont les résultats permettront d'accroître considérablement les capacités de production de la région, justifie, sur le plan économique, la construction d'un nouveau gazoduc. D'anciennes découvertes, éloignées des infrastructures, sont susceptibles de devenir commercialement intéressantes puisque les distances de ces infrastructures seront réduites.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie a été le second point de mire des travaux d'exploration en 1998. Dans cette région, l'exploration est principalement dirigée vers le pétrole bien que des gisements plus profonds renferment vraisemblablement du gaz naturel. La tendance soutenue à la baisse des prix du pétrole au cours de la seconde moitié de 1998 s'est traduite par une perte de revenus pour les producteurs et une baisse d'enthousiasme pour l'exploration pétrolière de la part de la communauté financière. Ce facteur a sans doute incité certaines entreprises à différer leurs dépenses d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. La plupart des exploitants poursuivent les programmes d'exploration en cours et mettent en chantier les préparatifs de fin d'année pour commencer une autre saison exploratrice.

Les sociétés International Frontier Resources Ltd et Grey Wolf Exploration Inc ont réalisé chacune un programme de levé sismique respectivement sur le permis d'exploration PP391 et PP389 dont le kilométrage total est de 129 km. Ranger Oil Ltd a foré le puits Nota Creek C-17 sur le permis d'exploration PP390, débuté en décembre 1997, jusqu'à sa profondeur totale, et a commencé le forage de deux nouveaux puits sur les permis d'exploration PP372 et PP377 en février 1998. Le puits Bear Rock O-20 (PP377) a été bouché et abandonné à faible profondeur. Les puits Nota Creek et Little Bear M-39 forés sur le permis d'exploration PP372 ont tous deux été bouchés et provisoirement fermés et seront sans doute rentrés, mais Ranger a fait part de son intention d'effectuer cette rentrée au cours de la saison d'exploration de 1998-1999.

Le forage du puits Grey Wolf-Canaxas Deh Cho-1 B-25 a débuté en décembre 1998, amorçant un programme de forage de deux puits sur le permis d'exploration PP389 au cours de la saison d'exploration hivernale de 1998-1999.

Dans le delta du Mackenzie, Inuvialuit Petroleum Corporation et ses associés poursuivent la mise en valeur du champ gazéifère Ikhil qui alimentera l'agglomération d'Inuvik en gaz naturel. Le forage de deux nouveaux puits a été entrepris au cours de l'année afin d'affiner l'évaluation du potentiel du champ. Le ministre a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le programme de mise en valeur de ce projet. Cette autorisation a été donnée au printemps 1998, après que l'examen des effets environnementaux ait été effectué et que l'Office nationale de l'énergie ait donné son accord pour l'exécution intégrale du projet à la fin de 1997.

Les travaux d'exploration, les abandons de puits et les forages d'exploitation ont entraîné des dépenses de 53,4 millions de dollars en 1998, soit une augmentation de 15% par rapport à l'année précédente. La création d'emplois et d'occasions d'affaires au sein des localités du Nord a été axée sur les régions où des travaux d'exploration sont en cours. Les puits de Tulita et de Norman ont été le foyer de passation de marchés et de dépenses de la part de l'industrie pétrolière dans la partie centrale du delta du Mackenzie. La collectivité de Fort Liard et la bande Acho Dene Koe ont travaillé dur pour

fournir des services aux travaux d'exploration en voie d'expansion rapide dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

La demande de désignations lancée dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie s'est terminée en avril 1998. Aucune désignation n'a été reçue.

**REMARQUE : Lorsqu'ils évaluent les résultats des derniers forages, les lecteurs doivent garder à l'esprit qu'en vertu de la* Loi fédérale sur les hydrocarbures, *le gouvernement est tenu de protéger la confidentialité des renseignements tout au long des travaux de forage. Il est interdit de publier les données sur les nouveaux puits dans une période de deux ans après la fin des travaux sans l'accord de la société concernée.*

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1998	
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,9
Nombre de permis en vigueur	166
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	
Permis délivrés en 1998	2
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	609,8
Production de pétrole (en millions de mètres cubes)	1584,6
Dépenses de prospection, de mise en valeur et d'abandon (millions de $)	53,4
Recettes pétrolières et gazières brutes perçues (millions de $)	7,0
(Redevances, loyers, droits d'enregistrement et d'attribution et garanties d'exécution confisquées	

Bilan des ressources découvertes		
	Pétrole brut (millions de m^3)	**Gaz naturel (milliards de m^3)**
Partie continentale des Territoires	39	35
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240	360
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	66	416
Total	**345**	**811**

fournir des services aux travaux d'exploration en voie d'expansion rapide dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

La demande de désignations lancée dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie s'est terminée en avril 1998. Aucune désignation n'a été reçue.

**REMARQUE : Lorsqu'ils évaluent les résultats des derniers forages, les lecteurs doivent garder à l'esprit qu'en vertu de la* Loi fédérale sur les hydrocarbures, *le gouvernement est tenu de protéger la confidentialité des renseignements tout au long des travaux de forage. Il est interdit de publier les données sur les nouveaux puits dans une période de deux ans après la fin des travaux sans l'accord de la société concernée.*

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1998

Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,9
Nombre de permis en vigueur	166
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	
Permis délivrés en 1998	2
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	609,8
Production de pétrole (en millions de mètres cubes)	1584,6
Dépenses de prospection, de mise en valeur et d'abandon (millions de $)	53,4
Recettes pétrolières et gazières brutes perçues (millions de $)	7,0
(Redevances, loyers, droits d'enregistrement et d'attribution et garanties d'exécution confisquées	

Bilan des ressources découvertes

	Pétrole brut (millions de m^3)	Gaz naturel (milliards de m^3)
Partie continentale des Territoires	39	35
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240	360
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	66	416
Total	**345**	**811**

RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

Le Nord canadien renferme environ 25 p. 100 des ressources découvertes restantes en pétrole naturel et 24 p. 100 des ressources découvertes restantes en gaz naturel du Canada. L'importance des bassins du Nord est encore plus manifeste si l'on tient compte des ressources non encore découvertes en pétrole et en gaz (voir le tableau). Selon les estimations, le Nord contient approximativement 40 p. 100 des ressources potentielles non découvertes en pétrole brut léger naturel et en gaz naturel du Canada. Les ressources découvertes dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, ainsi que dans l'archipel Arctique (y compris les zones extracôtières de l'Arctique oriental) sont de l'ordre de 345 millions de mètres cubes de pétrole et de 811 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

Le tiers de la superficie du Nord canadien (au nord du 60° de latitude nord) est couvert de roches sédimentaires. La partie septentrionale du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le bassin producteur de pétrole le plus important du Canada, s'étend jusque dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et dans le sud-est du Yukon, entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien. Plus au nord, le bassin s'amincit et relie une série de sous-bassins pour former un corridor prometteur se dirigeant vers le nord jusqu'à la vallée du Mackenzie.

Les autres bassins importants du Nord sont les suivants : le bassin du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, les bassins de l'archipel Arctique, le bassin de la baie d'Hudson et celui de Foxe ainsi que la plate-forme continentale longeant la bordure orientale du continent dans la baie de Baffin, le détroit de Davis et la partie septentrionale de la mer du Labrador. La production de pétrole et de gaz naturel est relativement faible dans le Nord comparée à celle du sud du Canada. Jusqu'à ce jour, le pétrole a été extrait principalement du champ de Norman Wells dans le centre de la vallée du Mackenzie. Deux champs produisent actuellement du gaz à proximité de la frontière territoriale qui sépare la Colombie-Britannique du champ de Kotaneelee au Yukon et du champ de Pointed Mountain dans les Territoires du Nord-Ouest.

Ressources du Nord non exploitées exprimées en pourcentage des ressources canadiennes totales non exploitées*

	Brut léger classique récupérable		Gaz naturel classique récupérable	
	Découvertes	Non découvertes	Découvertes	Non découvertes
Partie continentale des Territoires	2%	1%	1%	4%
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	18%	21%	12%	15%
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	5%	16%	13%	21%
Total pour le nord du Canada	25%	38%	26%	40%

*Données fournies par l'Office national de l'Énergie, fin 1996.

RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

Le Nord canadien renferme environ 25 p. 100 des ressources découvertes restantes en pétrole naturel et 24 p. 100 des ressources découvertes restantes en gaz naturel du Canada. L'importance des bassins du Nord est encore plus manifeste si l'on tient compte des ressources non encore découvertes en pétrole et en gaz (voir le tableau). Selon les estimations, le Nord contient approximativement 40 p. 100 des ressources potentielles non découvertes en pétrole brut léger naturel et en gaz naturel du Canada. Les ressources découvertes dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, ainsi que dans l'archipel Arctique (y compris les zones extracôtières de l'Arctique oriental) sont de l'ordre de 345 millions de mètres cubes de pétrole et de 811 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

Le tiers de la superficie du Nord canadien (au nord du 60° de latitude nord) est couvert de roches sédimentaires. La partie septentrionale du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le bassin producteur de pétrole le plus important du Canada, s'étend jusque dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et dans le sud-est du Yukon, entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien. Plus au nord, le bassin s'amincit et relie une série de sous-bassins pour former un corridor prometteur se dirigeant vers le nord jusqu'à la vallée du Mackenzie.

Les autres bassins importants du Nord sont les suivants : le bassin du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, les bassins de l'archipel Arctique, le bassin de la baie d'Hudson et celui de Foxe ainsi que la plate-forme continentale longeant la bordure orientale du continent dans la baie de Baffin, le détroit de Davis et la partie septentrionale de la mer du Labrador. La production de pétrole et de gaz naturel est relativement faible dans le Nord comparée à celle du sud du Canada. Jusqu'à ce jour, le pétrole a été extrait principalement du champ de Norman Wells dans le centre de la vallée du Mackenzie. Deux champs produisent actuellement du gaz à proximité de la frontière territoriale qui sépare la Colombie-Britannique du champ de Kotaneelee au Yukon et du champ de Pointed Mountain dans les Territoires du Nord-Ouest.

Ressources du Nord non exploitées exprimées en pourcentage des ressources canadiennes totales non exploitées*

	Brut léger classique récupérable		Gaz naturel classique récupérable	
	Découvertes	Non découvertes	Découvertes	Non découvertes
Partie continentale des Territoires	2%	1%	1%	4%
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	18%	21%	12%	15%
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	5%	16%	13%	21%
Total pour le nord du Canada	25%	38%	26%	40%

*Données fournies par l'Office national de l'Énergie, fin 1996.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

En 1998, l'attribution des droits a consisté à lancer, en janvier, la demande de désignations pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. À la date de clôture, le 10 avril 1998, aucune nouvelle demande n'avait été reçue.

Les consultations sur l'attribution des droits ont été entreprises toutefois en fonction des exigences des programmes des retombées économiques pour le Nord après la clôture des avis d'appels d'offres dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. La question des exigences est en cours d'examen.

Le ministère poursuit ses consultations avec Nunavut Tunngavik Inc. quant à la participation de la région de Nunavut à l'attribution de droits d'exploration. Les consultations suivent leur cours et une demande de désignations devrait être lancée en 1999.

Retombées économiques

Lorsque les prometteurs entreprendront les travaux d'exploration et de mise en valeur dans le Nord canadien, ils seront tenus d'offrir aux résidents du Nord l'accès juste et équitable aux emplois disponibles, à la formation offerte et aux occasions d'affaires qui se présenteront; il devront également donner la priorité aux résidents compétents de la région.

Les collectivités de Fort Liard, Inuvik et celles du Sahtu résidant à Tulita et à Norman Wells bénéficient des retombées économiques liées à la reprise des travaux d'exploration pétrolière et gazière.

Mesures environnementales

Avant de lancer une demande de désignations, des consultations sont effectuées auprès des Premières nations afin de déterminer les endroits à protéger, notamment ceux auxquels les Autochtones sont attachés par des liens culturels ou spirituels et ceux dont l'environnement peut être sensible. Certains de ces sites peuvent être exclus des terres admissibles à la demande de désignations, ou encore leur utilisation peut être assujettie à certaines conditions au moment de l'autorisation des travaux. La question environnementale est également considérée dans l'attribution des permis d'utilisation des terres et d'exploitation de l'eau.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le FEE finance les études sociales et environnementales liées à l'exploration et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Ce programme est financé par les frais que paient les titulaires de droits sur ces terres. Aucun frais n'a été perçu depuis 1994 puisqu'aucun nouveau projet n'a été lancé. Depuis sa création en 1983, le FEE a publié 135 rapports que l'on peut se procurer auprès de l'Office national de l'énergie.

Accord Canada - Yukon sur le pétrole et le gaz

L'accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz signé en 1993 par le gouvernement fédéral et le gouvernement du Yukon cède à ce dernier la responsabilité entière de l'administration et de la réglementation des ressources de pétrole et du gaz de la partie continentale de son territoire et d'une petite zone extracôtière adjacente, en vertu d'un décret pris par le gouvernement fédéral à l'endroit du commissaire du Territoire du Yukon le 19 novembre 1998. La *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz* a reçu la sanction royale le 12 mai 1998.

La *Loi sur le pétrole et le gaz* du Yukon concède à ce territoire la responsabilité d'administrer et de réglementer l'exploration et la mise en valeur de ses ressources en pétrole et en gaz. Cet événement constitue une étape importante pour la croissance de ce territoire, car il entraînera la création d'emplois et la diversification de son économie.

Dépenses de prospection et redevances

Les travaux d'exploration, les abandons de puits et les forages d'exploitation ont suscité des dépenses de 53,4 millions de dollars en 1998, ce qui représente une hausse de 6 millions de dollars par rapport à l'année précédente.

Les redevances perçues de l'industrie sur la production pétrolière et gazière du Nord se sont chiffrées à environ 53,4 millions de dollars en 1998, soit une augmentation 6 millions de dollars .

Les Premières nations du Sahtu et les Gwich'in ont reçu une partie de ces redevances en vertu des clauses de partage des redevances figurant dans leurs ententes de règlement des revendications territoriales.

Recettes pétrolières et gazières perçues ($)

	1994	1995	1996	1997	1998
Redevances	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982	6 967 456
Loyers	7 818	7 818	7 525	7 818	7 818
Droits d'enregistrement et d'attribution	17 897	4 621	14 907	22 464	2 052
Garanties d'exécution des travaux confisquées	1 050 119	10 576 840	649 000	0	0
Total	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264	6 977 326

La *Loi sur le pétrole et le gaz* du Yukon concède à ce territoire la responsabilité d'administrer et de réglementer l'exploration et la mise en valeur de ses ressources en pétrole et en gaz. Cet événement constitue une étape importante pour la croissance de ce territoire, car il entraînera la création d'emplois et la diversification de son économie.

Dépenses de prospection et redevances

Les travaux d'exploration, les abandons de puits et les forages d'exploitation ont suscité des dépenses de 53,4 millions de dollars en 1998, ce qui représente une hausse de 6 millions de dollars par rapport à l'année précédente.

Les redevances perçues de l'industrie sur la production pétrolière et gazière du Nord se sont chiffrées à environ 53,4 millions de dollars en 1998, soit une augmentation 6 millions de dollars .

Les Premières nations du Sahtu et les Gwich'in ont reçu une partie de ces redevances en vertu des clauses de partage des redevances figurant dans leurs ententes de règlement des revendications territoriales.

Recettes pétrolières et gazières perçues ($)

	1994	1995	1996	1997	1998
Redevances	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982	6 967 456
Loyers	7 818	7 818	7 525	7 818	7 818
Droits d'enregistrement et d'attribution	17 897	4 621	14 907	22 464	2 052
Garanties d'exécution des travaux confisquées	1 050 119	10 576 840	649 000	0	0
Total	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264	6 977 326

EXPLOITATION ET PRODUCTION

Norman Wells

Le champ de pétrole de Norman Wells, exploité par Imperial Oil, s'étend sous le fleuve Mackenzie à 65°20' de latitude nord. Les ressources inexploitées de la région du delta du Mackenzie et de la zone extracôtière de la mer de Beaufort se trouvent à 500 km en aval au nord. Les découvertes de gaz naturel dans les collines Colville sont situées à quelque 200 km au nord-nord-est.

L'agglomération de Norman Wells borde la rive orientale du fleuve et est située à proximité des installations de production. Les collectivités avoisinantes sont Tulita, à 85 km en amont et Fort Good Hope, à 147 km en aval. Le champ est le terminal actuel du pipeline de Norman Wells. La canalisation de 30 cm (12 po) de diamètre qui s'étend du champ de Norman Wells jusqu'à Zama, en Alberta, 866 km au sud, est maintenant exploité par Enbridge Inc.

En 1998, la production de pétrole à Norman Wells s'est établie à 1,562 x 10^6 mètres cubes, ce qui représente une légère baisse par rapport à l'année précédente. Les 132,8 x 10^6 mètres cubes de gaz produits avec le pétrole ont été utilisés pour la production locale d'électricité et pour la réinjection dans le champ afin de maintenir la pression; un petit volume de gaz a été brûlé à la torche. Les trois puits finaux du programme de mise en valeur entrepris en 1997 ont été forés en 1998. Trois puits d'injection ont été forés dans le cadre d'un programme visant à optimiser la récupération des réserves prouvées.

Pointed Mountain

Exploité par Amoco, le champ de gaz naturel de Pointed Mountain est entré en production en 1972. Au plus fort de la production au milieu des années 1970, il rendait près de 1,0 x 10^9 mètres cubes par an. Puis la production a chuté pour se stabiliser à environ le dixième de ce débit en 1988. Elle s'est maintenue autour de ce niveau jusqu'en 1994, pour se remettre à baisser considérablement. La production totale de gaz était de 25,2 x 10^6 mètres cubes en 1998, soit 74 % du total de l'année précédente, poursuivant ainsi sa tendance vers la baisse. Deux forages qui avaient été interrompus pendant plusieurs années dans le champ en raison de la réduction de la pression des réservoirs ont été abandonnés en 1998. Le gaz produit des autres puits producteurs est transporté dans un gazoduc jusqu'à Fort Nelson, en Colombie-Britannique, où il rejoint le système de canalisation de la côte Ouest.

Bent Horn

La fermeture du puits et des installations de production du champ de pétrole de Bent Horn sur l'île Cameron, dans l'archipel Arctique, a été terminée en 1998. La remise en état définitive du lieu est prévue pour 1999.

Kotaneelee

Le champ de gaz naturel de Kotaneelee est exploité par Anderson Oil and Gas. Il se trouve à 11 km au nord de la frontière qui le sépare de la Colombie-Britannique et à quelque 30 km au sud-ouest du champ de gaz de Pointed Mountain. Le champ producteur est situé entièrement au Yukon.

Le champ a produit de petites quantités de gaz en 1979 et en 1980, et a été mis hors service jusqu'en 1991. La production a atteint un sommet en 1992, puis de 1993 à 1997, elle a légèrement diminué.

Cependant, en 1998, la production totale de gaz naturel a été de 451,8 x 10^6 mètres cubes. Ces résultats représentent une augmentation de 12 % par rapport à la production de 1997 et s'expliquent par la remise en production réussie du puits B-38. La production de gaz est assurée par deux puits; le gaz est acheminé par le gazoduc qui part du champ de Pointed Mountain et se dirige vers le sud.

Champ de Chance - Yukon

Northern Cross (Yukon) Ltd. a effectué la rentrée de deux puits précédemment forés pour évaluer le champ de pétrole et la découverte de gaz naturel de Chance sis dans la plaine Eagle, dans le nord du Yukon.

Champ de gaz Ikhil

Le champ de gaz d'Ikhil K-35 découvert en 1983 est situé à quelque 50 km au nord de l'agglomération d'Inuvik. Un groupe de trois entreprises composé d'Inuvialuit Petroleum Corporation, d'AltaGas Services Ltd. et d'Enbridge Inc. A entrepris un projet de mise en valeur du champ afin d'alimenter Inuvik en gaz naturel.

Le gouverneur en conseil a approuvé la première partie du plan de mise en valeur du champ en 1998, après que l'Office nationale de l'énergie (ONE) ait donné son accord pour l'exécution du projet. Par la suite, les promoteurs du projet ont reçu l'autorisation de construire un gazoduc d'un diamètre de 6" et des installations pour la production de gaz à partir des réservoirs d'Ikhil.

En 1998, Inuvialuit Petroleum Corporation a foré deux puits pour délimiter les réservoirs. Un des deux puits a pénétré les réservoirs et a été provisoirement fermé comme puits producteur potentiel. Le deuxième puits a été condamné et abandonné. À la fin de 1998, les préparations étaient en cours afin d'entreprendre la pose des canalisations au début de la nouvelle année. Les clients industriels et résidentiels devraient être alimentés en gaz dans la seconde moitié de 1999.

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Les données statistiques suivantes résument les activités pétrolières et gazières gérées par la Direction du pétrole et gaz du Nord. Elles sont également ventilées par région. Les données relatives à la prospection, à l'exploitation, à la production et à l'inventaire des ressources qui se trouvent réunies ci-dessous et tout au long du rapport ont été fournies par l'Office national de l'énergie. Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales des réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production (ils ont été arrondis). Le pétrole brut comprend les condensats, tandis que les permis comprennent les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Production de pétrole et de gaz

	1994	1995	1996	1997	1998
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Norman Wells	1730,0	1697,6	1631,8	1584,6	1561,7
Bent Horn	52,9	35,3	39,6	0	0
Total	1782,9	1732,9	1671,4	1584,6	1561,7
Production de gaz (en millions de m^3)					
Pointed Mountain	63,6	65,9	47,2	33,9	25,2
Norman Wells	123,9	129,8	132,4	135,5	132,8
Kotaneelee	471,1	442,9	427,5	404,5	451,8
Total	658,6	638,6	607,1	573,9	609,8

Bilan des activités

	1994	1995	1996	1997	1998
Permis délivrés	0	10	11	9	2 [1*]
Puits entamés	4	3	7	13	14
Mètres forés	6 471	4 850	12 677	17 163	18 081
Puits terminés	4	3	6	12	13
Travaux géophysiques effectués	0	3	15	8	11
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	698	922	449	395
Mois-installation de forage	5	3	5	20	23
Dépenses engagées (en millions de $)	12,4	16,6	50	46,9	53,4 [2*]

[1*] Deux attestations de découverte importante
[2*] Ne comprend pas les dépenses engagées au puits de recherche scientifique Mallik 2L-38.

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Les données statistiques suivantes résument les activités pétrolières et gazières gérées par la Direction du pétrole et gaz du Nord. Elles sont également ventilées par région. Les données relatives à la prospection, à l'exploitation, à la production et à l'inventaire des ressources qui se trouvent réunies ci-dessous et tout au long du rapport ont été fournies par l'Office national de l'énergie. Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales des réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production (ils ont été arrondis). Le pétrole brut comprend les condensats, tandis que les permis comprennent les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Production de pétrole et de gaz

	1994	1995	1996	1997	1998
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Norman Wells	1730,0	1697,6	1631,8	1584,6	1561,7
Bent Horn	52,9	35,3	39,6	0	0
Total	1782,9	1732,9	1671,4	1584,6	1561,7
Production de gaz (en millions de m^3)					
Pointed Mountain	63,6	65,9	47,2	33,9	25,2
Norman Wells	123,9	129,8	132,4	135,5	132,8
Kotaneelee	471,1	442,9	427,5	404,5	451,8
Total	658,6	638,6	607,1	573,9	609,8

Bilan des activités

	1994	1995	1996	1997	1998
Permis délivrés	0	10	11	9	2 [1]
Puits entamés	4	3	7	13	14
Mètres forés	6 471	4 850	12 677	17 163	18 081
Puits terminés	4	3	6	12	13
Travaux géophysiques effectués	0	3	15	8	11
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	698	922	449	395
Mois-installation de forage	5	3	5	20	23
Dépenses engagées (en millions de $)	12,4	16,6	50	46,9	53,4 [2]

[1] Deux attestations de découverte importante
[2] Ne comprend pas les dépenses engagées au puits de recherche scientifique Mallik 2L-38.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection

Permis	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.) Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique							
PP 297[1*]	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2008.07.14		2008.07.14	
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort							
PP 317[2*]	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
PP 329 [2*]	349 982	Amoco Canada Resources	1987.09.05	n/a			n/a
PP 384 [3*]	85 761	Husky Oil Operations	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
PP 385 [3*]	128 327	Husky Oil Operations	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale							
PP 362	20 918	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 838 075$
PP 363	9 864	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	3 529 000$
PP 364	13 357	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 278 934$
PP 365 [4*]	20 635	Ocelot Energy Inc.	1995.01.23	1999.01.22	[4]	2002.01.22	1 500 000$
PP 366	11 839	Chevron Canada Resources Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 201 200$
PP 367	24 382	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22		2002.01.22	1 768 600$
PP 368 [4*]	23 085	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	[4]	2002.01.22	2 800 000$
PP 369	25 737	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	8 765 580$
PP 378	23 145	Husky Oil Operations	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	3 154 000$
PP 379	24 420	Norcen Energy Resources	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	6 388 731$
PP 380	25 606	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	2 200 000$
PP 381	21 236	Unocal Canada Exploration Limited	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	6 250 000$
PP 382	25 335	Ocelot Energy Inc.	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1 100 000$
PP 383	25 515	Shell Canada Limited	1996.04.10	2000.04.09		2003.04.09	224 4004$

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection

Permis	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.)			Dépenses prévues dans la soumission
			Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration	
Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie centrale de la vallée du Mackenzie						
PP 371	75 196	Foxboro Ltd.	1995.06.08	2000.06.07	2004.06.07	1 150 000$
PP 372	88 693	Ranger Oil Limited	1995.05.18	1999.05.17	2003.05.17	3 215 000$
PP 373	99 560	Grand River Resources	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 226 000$
PP 374	138 170	Grand River Resources	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 042 000$
PP375	3 508	Murphy Oil Company	1996.03.27	2000.03.26	✓ 2004.03.26	2 806 000$
PP 376	86 156	Canadian 88 Resources	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	1 200 000$
PP 377 *5	47 693	Ranger Oil Limited	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26 *5	3 069 000$
PP 386	114 737	Grand River Resources	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	1 072 000$
PP 387	128 575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	9 482 688$
PP 388	30 696	Murphy Oil Company	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	2 831 080$
PP 389 *4	46 738	Canadian Abraxas Petroleum Limited	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	3 101 015$
PP 390	50 938	Ranger Oil Limited	1997.05.05	2001.05.04	✓ 2005.05.04	6 200 000$
PP 391	71 816	International Frontier Resources Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	4 000 000$
PP 392	133 518	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	8 466 460$

*1 Émis à l'origine conformément au Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada.

*2 Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

*3 Échange de terres contre les permis du cap Bathurst.

*4 Puits en cours de forage à la fin de l'année

*5 Puits non foré suffisamment en profondeur pour évaluer l'horizon prometteur décrit dans les prévisions géologiques lors de la demande d'autorisation de forer un puits

✓ Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2. La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Portefeuilles fonciers					
	1994	1995	1996	1997	1998
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	0	10	11	7	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	0	2	2
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0	10	11	9	2
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	53	63	74	81	73
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	72	69	68	70	70
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	148	155	165	174	166
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0,3	0,5	0,6	0,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	0	0,2	0 [1*]
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0	0,3	0,5	0,8	0,1
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0	0	0	0,1 [2*]
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0 [1*]	0,1	0,1	0	0
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0 [1*]	0,1	0,1	0	0,1 [2*]
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,2	0,5	1,0	1,6	1,6
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,0	0,9	1,1	1,1
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Total	2,6	2,8	3,2	4,0	4,0

[1*] Moins de 0,1 million d'hectares

[2*] Ajustement aux territoires continentaux par suppression de huit permis totalisant 25 529 hectares au Yukon

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des Activités Régionales

	1994	1995	1996	1997	1998
Partie Continentale des Territoires					
Puits entamés					
de découverte et de délimitation	0	0	1	6	8
de développement	4	3	6	7	3
Puits terminés*[1]					
de découverte et de délimitation	0	0	0	5	3
de développement	4	3	6	7	3
Mètres forés					
Puits de découverte/de délimitation	0	0	1 309	11 281	13 389
Puits de développement	0	4 850	11 368	5 882	2 307
Installations de forage en exploitation	0	1	2	6	15 *[3]
Travaux géophysiques effectués	0	8	15	7	11
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	698	921,5	449	395
Dépenses engagées (en millions de $)	12,8	16,47	33,25	43,55	49,7
Delta du Mackenzie et Mer de Beaufort					
Puits entamés	0	0	0	0	3 *[2]
Puits terminés	0	0	0	0	3
Mètres forés	0	0	0	0	2 385
Installations de forage en exploitation	0	0	0	1	3 *[3]
Travaux géophysiques effectués	0	0	0	1	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	0	0	199	0
Dépenses engagées (en millions de $)	4	0,04	3,5	3,05	3,7
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique					
Puits entamés	0	0	0	0	0
Puits terminés	0	0	0	0	0
Mètres forés	0	0	0	0	0
Installations de forage en exploitation	0	0	0	0	0
Travaux géophysiques effectués	0	0	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	0	0	0	0
Dépenses engagées (en millions de $)	0	0,1	13,0	0	0

*[1] Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent généralement exclusivement en hiver, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale, même si les essais reprennent l'année suivante.

*[2] Comprend les dépenses engagées au puits de recherche scientifique Mallik 2L-38.

*[3] Le nombre d'unités de forage effectives a été augmenté par l'utilisation de différentes unités pour les réintégrations des puits et pour effectuer les essais.

BILAN DES ACTIVITÉS DE FORAGE

Bilan des activités de forage de prospection

CDN Forest Oil Flett Rapids I-61 Cood. : 60°40'40,94" N 123°26'33,96" W Obj. : Permis de prospection N° 365 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard	Démarrage : 1998.11.13 (Nabors N° 24E) (Profondeur totale prévue : 3200 m) Forage Mètres de forage attribués en 1998 : 2110 m
Paramount et al. Liard F-36 Coord. : 60°05'27,54" N 123°22'00,56" W Obj. : Permis de prospection N° 381 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard	Démarrage : 1998.03.03 (Akita N° 15) Retrait des installations de forage : 1998.03.28 Rentrée : 1998.12.23 (Cenalta N° 32) (Profondeur totale proposée : 2330 m) Forage Mètres de forage attribués en 1998 : 1565 m
Paramount et al. Netla M-23 Coord. : 60°19'55,40" N 123°05'12,13" W Obj. : Permis de prospection N° 368 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard	Démarrage :1998.03.06 (Precision N° 622) Retrait des installations de forage : 1998.03.19 Rentrée : 1998.12.17 (Precision N° 379) (Profondeur totale proposée : 2330 m) Forage Mètres de forage attribués en 1998 : 1889 m
Paramount et al. Arrowhead O-15 Coord. : 60°24'53,694" N 123°02'31,174" W Obj. : Permis de prospection N° 383 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard	Démarrage : 1998.02.14 (Precision N° 622) Retrait des installations de forage : 1998.03.24 (Profondeur totale proposée : 3000 m) Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 1455 m
Paramount et al. Arrowhead N-65 Coord. : 60°34'45,897" N 122°57'18,623" W Obj. : Permis de prospection N° 383 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard	Démarrage : 1998.01.15 (Nabors N° 16) Retrait des installations de forage : 1998.03.22 Profondeur totale : 2925 m (Profondeur totale prévue : 2865 m) Colmaté et interrompu Rentrée : 1998.12.12 (Cenalta N° 42) Mètres de forage attribués en 1998 : 2925 m
Grey Wolf-Canaxas Deh Cho-1 B-25 Coord. : 65°14'01,23" N 126°34'32,26" W Obj. : Permis de prospection N° 389 Partie continentale des T.N.-O. : partie centrale de la vallée du Mackenzie	Démarrage : 1998.12.16 (Shetah N° 7) (Profondeur totale prévue : 711 m) Forage Mètres de forage attribués en 1998 : 496 m

Ranger Bear Rock O-20 Coord. : 64°59'47" N 125&176,47'25" W Obj. : Permis de prospection N° 377 Partie continentale des T.N.-O. : partie centrale de la vallée du Mackenzie	Démarrage : 1998.02.23 (Tri-City N° 16) Retrait des installations de forage : 1998.03.02 Profondeur totale : 249 m (Profondeur totale prévue : 700 m) Colmaté et abandonné Mètres de forage attribués en 1998 : 249 m
Ranger et al. Little Bear M-39 Coord. : 64°48'58" N 126°22'22" W Obj. : Permis de prospection N° 372 Partie continentale des T.N.-O. : partie centrale de la vallée du Mackenzie	Démarrage : 1998.02.23 (Shetah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.03.19 1550 m (Profondeur totale prévue : 2400 m) Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 1550 m

Forages rentrés ou poursuivis en 1998

Paramount et al. Bovie C-76 Coord. : 60°15'14,83" N 122°59'22,34" W Obj. : Permis de prospection N° 369 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard	Démarrage : 1997.01.16 (Kenting Rig N° 22E) Retrait des installations de forage : 1997.03.30 Rentrée : 1997.12.18 (Alberta Gold N° 30) Retrait des installations de forage 1998.03.07 Profondeur totale : 3221 m (Profondeur totale prévue : 3220 m) Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 0 m
Ranger Fort Liard P-66A Coord : 60°35'55,66" N 123°41'25,31" W Obj. : Permis de prospection N° 363 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard	Démarrage : 1997.07.14 (Precision N° 426E) Retrait des installations de forage : 1998.03.27 Profondeur totale : 3500 m (Profondeur totale prévue : 3489 m) Colmaté et interrompu Rentrée : 1998.07.05 (Essai) Mètres de forage attribués en 1998 : 0 m
Ranger Nota Creek C-17 Coord. : 65°06'01" N 126°02'56" W Obj. : Permis de prospection N° 390 Partie continentale des T.N.-O. : partie centrale de la vallée du Mackenzie	Démarrage : 1997.12.24 (Shetah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.03.16 Profondeur totale : 1953 m (Profondeur totale prévue : 1940 m) Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 1953 m

IPC Ikhil J-35 Coord. : 68°44'35,58" N 134°08'34,93" W Obj. : Permis de découverte importante N° 29 Delta du Mackenzie	Démarrage : 1998.02.27 (Roll'n N° 14) Retrait des installations de forage : 1998.03.20 Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 1160 m
IPC Ikhil K-35 (RE) Coord. : 68°44'43,68" N 134°09'16,07" W Obj. : Permis de découverte importante N° 29 Delta du Mackenzie	Démarrage : Rentrée : 1998.01.31 (Roll'n N° 14/Frontier N° 8) Interrompu Rentrée : 1999.02.06 (Frontier N° 8) Puits complété
IPC Ikhil N-26 Coord. : 68°45'55,22" N 134°06'37,21" W Obj. : Permis de découverte importante N° 29 Delta du Mackenzie	Démarrage : 1998.03.27 (Roll'n N° 14/Frontier N° 8) Retrait des installations de forage : 1998.04.05 (Profondeur totale prévue : 1200 m) Colmaté et abandonné Mètres de forage attribués en 1998 : 1225 m
Japex JNOC GSC Mallik 2L-38 Puits de recherche scientifique destinés à effectuer des essais sur les hydrates de gaz Coord. : 69°27'38,57" N 134°34'24,60" W Delta du Mackenzie	Démarrage : 1998.02.16 (Shetah N° 7-E) Retrait des installations de forage : 1998.03.28 1550 m (Profondeur totale prévue : 1140 m) Colmaté et abandonné Mètres de forage attribués en 1998 : 1150 m
Socony Mobil WM Chance YT G-08 Coord. : 66°07'18,10" N 137°30'50,80" W Yukon	Démarrage : 1967.12.14 Rentrée : 1998.03.18 (Cenalta N° 122) Colmaté et interrompu : 1998.03.24
Canoe River Chance YT J-19 Coord. : 66°08'31,20" N 137°32'28,02" W Yukon	Démarrage : 1967.12.14 Rentrée : 1998.03.11 (Cenalta N° 122) Colmaté et interrompu : 1998.03.17

Bilan des activités de forage de développement

Imp. Norman Wells P-39X Partie continentale des T.N.-O. : Norman Wells	Puits d'injection Démarrage : 1998.06.24 (Shehtah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.06.30 Mètres de forage attribués en 1998 : 713 m
Imp. Norman Wells N-38X Partie continentale des T.N.-O. : Norman Wells	Puits d'injection Démarrage : 1998.07.12 (Shehtah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.07.20 Mètres de forage attribués en 1998 : 804 m
Imp. Norman Wells O-33X Partie continentale des T.N.-O. : Norman Wells	Puits d'injection Démarrage : 1998.07.04 (Shehtah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.07.10 Mètres de forage attribués en 1998 : 790 m

Bilan des activités d'abandon et re-conditionnement des puits

Pan Am Pointed Mountain K-45A Champ de gaz naturel Pointed Mountain	Rentrée : 1998.06.18 (Trimat N° 7) Colmaté et abandonné : 1998.07.11
Amoco A-4 Pointed Mountain A-55 Champ de gaz naturel Pointed Mountain	Rentrée : 1998.07.12 (Trimat N° 7) Colmaté et abandonné : 1998.07.17
Columbia et al. KotaneeleeYT B-38 Champ de gaz naturel Kotaneelee (Yukon)	Rentrée : 1998.06.05 (Trimat N° 7) Re-conditionnement : Remis en production : 1998.08.03

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne-ressource concernée nommée ci-après dans l'adresse d'envoi générique du Ministère.

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
OTTAWA, Ontario
Canada K1A 0H4

Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenues en s'adressant au Chef, Attribution des droits et Politiques (819) 994-1606.

Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cessions, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant au Gestionnaire des droits / Registraire (819) 953-8490.

L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques peut être obtenue auprès du Géologue en chef (819) 953-8722.

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Adresse municipale : 6^{e} étage, 10 rue Wellington, Hull (Québec)
Téléphone :(819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet :http://www.inac.gc.ca/oil/index_f.html

Sources Additionnelles

Office national de l'énergie
444, 7e Ave. s.o.
Calgary (Alberta)
Canada T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

L'Office national de l'énergie offre :

- des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation par le biais de son Bureau du soutien à la réglementation ;

- l'accès à des cartes, à l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques, à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits par le biais de son Bureau d'information sur les terres domaniales;

- des renseignements relatifs au Fonds pour l'étude de l'environnement par le biais de la Direction générale de l'environnement.

On peut accéder aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60° degré en communiquant avec l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, Commission géologique du Canada, 3303, 33e Rue n.o. Calgary (Alberta) T2L 2A7. Téléphone : (403) 292-7000 Télécopieur : (403) 292-5377.

Les renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès du Centre géoscientifique de l'Atlantique Institut océanographique de Bedford, Entreposage des carottes et laboratoire, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2.
Téléphone : (902) 426-6127 Télécopieur : (902) 426-6186.

On peut se procurer l'information concernant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant au Directeur général, Bureau de recherche et développement énergétique, Ressources naturelles Canada, 580, rue Booth Ottawa (Ontario) K1A 0E4.
Téléphone : (613) 995-8860 Télécopieur : (613) 995-6146.